

**KARAKTERISASI BATUAN *CARBONATE*, *CLAY*, *SANDSTONE*  
PADA RESERVOAR MIGAS MENGGUNAKAN METODE  
PETROFISIKA, NUKLIR, DAN GEOKIMIA  
DI LAPANGAN NVL**

(Skripsi)

Oleh:

Noval Fezy



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
2016**

## **ABSTRACT**

### **CHARACTERIZATION ROCK CARBONATE, CLAY, SANDSTONE OIL RESERVOIR IN USING PETROPHYSICAL, NUCLEAR, AND GEOCHEMICAL FIELD NVL**

**By**

**Noval FEZY**

In this study aims to characterize the carbonate rocks, clay, sandstone in the oil and gas reservoir in the South Sumatra basin using petrophysical methods, nuclear, and geochemistry. From the results of petrophysical analysis on samples NF 1 and NF 2 value "Vp,  $\sigma$ , k, e, Vs, Vp / Vs" increases every increase in overburden pressure and fluid saturation. In the SEM and XRD analysis contained unknown mineral samples NF 3 that quartz and kaolinite, and on samples NF four dominant mineral calcium carbonate. From the analysis and calculation of the TGA, TOC, and pyrolysis obtained indications of hydrocarbons in samples of NF 3 is characterized by the TOC value of 34.38% indicates that the amount of organics in the sample is very good, TGA showed early mature to mature at a temperature of  $\pm 296 - 4350\text{C}$ , OI 57.72 mg / g, HI 226.93 mg / g, and PY 652.45 mg / g, in the samples NF 4 52.781% TOC value indicates that the number of organic both in the sample, from the analysis of the pyrolysis on a graph Total organic Carbon (TOC) vs. Total Generation Potential (PY) tends to the presence of oil and gas that are categorized as excellent, the HI vs Tmax chart that the samples classified as type II kerogen.

Keywords: Hydrocarbons, fluid saturation, overburden pressure

## ABSTRAK

### KARAKTERISASI BATUAN *CARBONATE*, *CLAY*, *SANDSTONE* PADA RESERVOAR MIGAS MENGGUNAKAN METODE PETROFISIKA, NUKLIR, DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN NVL

Oleh

NOVAL FEZY

Pada penelitian ini bertujuan untuk mengkarakterisasi batuan *carbonate*, *clay*, *sandstone* pada reservoir migas di daerah cekungan Sumatera Selatan menggunakan metode petrofisika, nuklir, dan geokimia. Dari hasil analisis petrofisika pada sampel NF 1 dan NF 2 nilai  $V_p$ ,  $\sigma$ ,  $k$ ,  $E$ ,  $V_s$ ,  $V_p/V_s$  mengalami kenaikan setiap kenaikan saturasi fluida dan tekanan *overburden*. Pada analisis SEM dan XRD diketahui mineral yang terkandung sampel NF 3 yaitu *quartz* dan *kaolinite*, dan pada sampel NF 4 dominan mineral *calcium carbonate*. Dari hasil analisis dan perhitungan pada TGA, TOC, dan pirolisis diperoleh indikasi adanya hidrokarbon pada sampel NF 3 yang ditandai dengan nilai TOC 34,38% menunjukkan bahwa jumlah organik pada sampel sangat baik, TGA menunjukkan awal matang sampai matang pada temperatur  $\pm 296 - 435^{\circ}\text{C}$ , OI 57,72 mg/g, HI 226,93 mg/g, dan PY 652,45 mg/g, Pada sampel NF 4 nilai TOC 52,781% menunjukkan bahwa jumlah organik baik pada sampel, dari analisis pirolisis pada grafik *Total Organic Carbon (TOC) vs Total Generation Potential (PY)* cenderung adanya minyak dan gas yang tergolong *excellent*, pada grafik Tmax vs HI bahwa sampel tergolong kerogen tipe II.

Kata kunci : Hidrokarbon, saturasi fluida, tekanan *overburden*

**KARAKTERISASI BATUAN *CARBONATE*, *CLAY*, *SANDSTONE*  
PADA RESERVOAR MIGAS MENGGUNAKAN METODE  
PETROFISIKA, NUKLIR, DAN GEOKIMIA  
DI LAPANGAN NVL**

Oleh:

**Noval Fezy**

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

**SARJANA TEKNIK**

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2016**

Judul Skripsi

**: KARAKTERISASI BATUAN *CARBONATE*,  
*CLAY*, *SANDSTONE* PADA RESERVOAR  
MIGAS MENGGUNAKAN METODE  
PETROFISIKA, NUKLIR DAN GEOKIMIA  
PADA LAPANGAN NVL**

Nama Mahasiswa

**: Noval Fezy**

Nomor Pokok Mahasiswa

**: 0915051025**

Jurusan

**: Teknik Geofisika**

Fakultas

**: Teknik**



**MENYETUJUI**

**1. Komisi Pembimbing**

Pembimbing I

Pembimbing II

**Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T**

**NIP.19700120200031001**

**Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si**

**NIP.196612221996031001**

**MENGETAHUI**

**2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

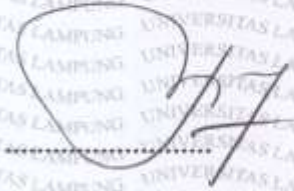
**Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T**

**NIP.19700120200031001**

**MENGESAHKAN**

**1. Tim Penguji**

**Ketua Penguji : Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**



**Anggota : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



**Penguji  
Bukan Pembimbing : Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si.**



**2. Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**Prof. Dr. Suharno, B.Sc., M.S., M.Si., Ph.D.**

**NIP.19620717 1987031 002**



**Tanggal Ujian Skripsi : 18 Desember 2015**

## PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan oleh orang lain, dan sepanjang sepengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka. Selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya.

Apabila pernyataan saya tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, April 2016



**Noval Fezy**  
**NPM 0915051025**

## RIWAYAT HIDUP



Noval Fezy, Lahir di Metro pada tanggal 3 Mei 1991, merupakan anak ketiga dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Fes Muhammad dengan Ibu Nelly Astuti.

Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-Kanak KEMALA BHAYANGKARI Metro pada tahun 1997, SD Negeri 3 Kampung Baru pada tahun 2003, SMP Negeri 19 Bandar Lampung pada tahun 2006, SMA Negeri 13 Bandar Lampung pada tahun 2009. Pada tahun 2009 penulis terdaftar sebagai mahasiswa Universitas Lampung Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur SNMPTN.

Selama menjadi mahasiswa penulis aktif di organisasi HIMATG pada tahun 2010-2011, pada tahun 2013 penulis melaksanakan kerja praktek (KP) di PT.Bukit Asam di Muara Enim, Sumatera Selatan dan pada tahun 2014 penulis melakukan penelitian sebagai bahan penyusun tugas akhir di LEMIGAS Jakarta Selatan hingga akhirnya penulis menyelesaikan pendidikan sarjana pada bulan desember 2015.



## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala limpahan rahmat, taufik serta hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Karakterisasi Batuan Carbonate, Clay, Sandstone Pada Reservoir Migas Menggunakan Metode Petrofisika, Nuklir dan Geokimia Pada Lapangan NVL”** sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.

Shalawat dan salam senantiasa tercurah untuk sang Teladan dan Pemimpin umat, Nabi Muhammad SAW, yang telah membawa umat manusia dari zaman Jahiliyah kepada zaman yang berilmu pengetahuan seperti saat ini.

Penulis menyadari bahwa penyusunan skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan oleh karena itu, kritik dan saran diharapkan untuk perbaikan di masa yang akan datang. Harapannya semoga skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi kita semua. Amiin

Bandar Lampung, Februari 2016

Penulis,

Noval Fezy

## SANWACANA

Alhamdulillahirabbil'alamin, puji syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, karunia, petunjuk dan segala kemudahan yang tiada terbatas sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini, serta dukungan, semangat, bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak sehingga skripsi ini bisa terselesaikan dengan baik. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada :

1. Kedua orang tuaku tercinta, ibuku Nelly Astuti dan ayahku alm Fes Muhammad yang telah membesarkan dan mendidik dengan cinta dan kasih sayang terima kasih atas segala motivasi, ketulusan dan kesabaran yang terhembus dalam doa agar penulis dapat menyelesaikan pendidikan dengan harapan agar dapat menjadi orang yang berakhlak, berintelektual, serta sukses dunia akhirat.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Hasriadi Mat Akin selaku rektor Universitas Lampung.
3. Bapak Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D sebagai Dekan Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
4. Bapak Bagus Spto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung sekaligus sebagai Pembimbing I dan Pembimbing Akademik yang telah memberikan pengarahan, motivasi serta

memberikan masukan-masukan bantuan yang begitu besar sehingga skripsi ini dapat terselesaikan.

5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. sebagai Pembimbing II yang telah memberikan waktu, saran, pengarahan dan motivasi serta memberikan masukan-masukan bantuan yang begitu besar sehingga skripsi ini dapat terselesaikan.
6. Bapak Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si. sebagai Penguji yang telah memberikan masukan-masukan yang membangun.
7. Bapak Pamuji, A.R. S.T., M.M Sebagai pembimbing tugas akhir di LEMIGAS.
8. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung, terima kasih atas semua ilmu yang bermanfaat yang telah diberikan serta seluruh staff TU Jurusan Teknik Geofisika dan staff Dekanat Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
9. Teman-teman seangkatan dan seperjuangan Teknik Geofisika 2009
10. Kakak tingkat 2007, 2008 terima kasih atas dukungan selama ini.
11. Adik-adik tingkat 2010, 2011, 2012, 2013, 2014.
12. Semua pihak yang tidak disebutkan satu persatu, terima kasih atas segalanya.

Akhir kata, penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, akan tetapi harapan kedepan semoga skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi kita semua. Semoga Allah SWT mencatat dan membalas semua kebaikan yang telah diberikan kepada penulis. Amin

Bandar Lampung, Februari 2016

Penulis,

Noval Fezy

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>ABSTRACT</b> .....	i
<b>ABSTRAK</b> .....	ii
<b>PERSETUJUAN</b> .....	iii
<b>PENGESAHAN</b> .....	iv
<b>RIWAYAT HIDUP</b> .....	v
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	vi
<b>SANWANCANA</b> .....	vii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	ix
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xii
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xv
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
A. Latar belakang .....	1
B. Tujuan Penelitian.....	2
C. Batasan Masalah.....	3
D. Manfaat Penelitian .....	3
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
A. Daerah Penelitian .....	4
B. Kondisi Geologi .....	5
C. Stratigrafi Regional .....	6
1. Komplek Batuan Pra-Tersier.....	6
2. Tuff Kikim dan Lemat Tua .....	6
3. Formasi Talang Akar.....	7

4. Formasi Batu Raja.....	7
5. Formasi Telisa.....	7
6. Formasi Palembang Bawah.....	8
7. Formasi Palembang Tengah.....	8
8. Formasi Palembang Atas.....	9

### III. TEORI DASAR

A. Batuan Reservoir .....	10
B. Lempung.....	10
C. Batuan Karbonat.....	11
D. Porositas .....	12
E. Denitas Mineral Batuan.....	14
F. Saturasi Fluida.....	15
G. Poisson Ratio.....	16
H. Modulus Young.....	17
I. Modulus bulk.....	18
J. Rigiditas .....	19
K. X Ray Diffraction (XRD).....	20
L. Scanning Electron Microscope (SEM).....	21
M. TOC dan pirolisis .....	22
N. TGA.....	26

### IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian .....	27
B. Alat dan Bahan.....	27
C. Pengambilan Data .....	32
1. Persiapan Analisa Contoh Batuan .....	32
2. Pencucian Sampel.....	32
3. Pengeringan Sampel .....	33
4. Pengukuran Panjang dan Diameter Sampel.....	33
5. Penimbangan Berat Sampel.....	33
6. Pengukuran Porositas .....	34
7. Resaturasi .....	35
8. Pengukuran Kecepatan Gelombang Akustik.....	36
9. Pengukuran TOC .....	37
10. Pengukuran TGA .....	37
11. Pengukuran SEM.....	37
12. Pengukuran Pirolisis .....	38
13. Pengukuran XRD.....	39
D. Pengolahan Data.....	40
1. Perhitungan Dari Data Petrofisika.....	40
2. Perhitungan Dari Data Pirolisis .....	43
E. Diagram Alir Penelitian.....	44

### V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Analisa Data Petrofisika.....	45
1. Analisis Hubungan perubahan Saturasi Fluida dan Tekanan Dengan Kecepatan Gelombang Kompresi.....	45
2. Analisis Hubungan Perubahan Saturasi Fluida dan Tekanan Dengan Kecepatan Gelombang <i>Shear</i> .....	47
3. Analisis Hubungan Perubahan Saturasi Fluida, Porositas Kecepatan Gelombang Kompresi dan Gelombang <i>Shear</i> .....	48
4. Analisis Hubungan Perubahan Poisson Ratio Terhadap Kecepatan Gelombang Kompresi.....	49
5. Analisis Hubungan Perubahan Modulus Young Terhadap Kecepatan Gelombang Kompresi dan <i>Shear</i> Untuk Nilai Saturasi Fluida dan Porositas yang Berbeda .....	52
6. Analisis Hubungan Perubahan Modulus Bulk Terhadap Kecepatan Gelombang Kompresi dan <i>Shear</i> untuk nilai saturasi Fluida dan Porositas yang Berbeda .....	55
7. Analisis Hubungan Perubahan Rigiditas Terhadap Kecepatan Gelombang Kompresi dan <i>Shear</i> untuk nilai Saturasi Fluida dan Porositas Berbeda .....	58
B. Karakterisasi Material Dengan SEM dan XRD .....	61
1. Karakterisasi Material NF 3 Dengan Metode SEM 1624 m .....	62
2. Karakterisasi Material NF 3 Dengan Metode XRD 1624 m .....	63
3. Karakterisasi Material NF 4 Dengan Metode SEM 1632 m .....	64
4. Karakterisasi Material NF 4 Dengan Metode XRD 1632 m .....	65
C. Karakterisasi Material Dengan TOC, TGA, dan Pirolisis .....	66
1. Karakterisasi Material NF 3 dan NF 4 Berdasarkan TOC .....	66
2. Karakterisasi Material NF 3 dan NF 4 Berdasarkan TGA .....	66
3. Karakterisasi Material NF 3 dan NF 4 Berdasarkan Pirolisis ....	70

## VI. SIMPULAN DAN SARAN

A. Simpulan .....	72
B. Saran.....	73

## DAFTAR PUSTAKA

## LAMPIRAN

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
1. Peta Cekungan Sumatera Selatan .....	4
2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan .....	9
3. Batuan berisi <i>water</i> , <i>solid</i> dan terdapat <i>pore</i> .....	13
4. Poisson ratio .....	17
5. Modulus Young .....	18
6. Modulus Bulk .....	19
7. Hamburan Sinar-X oleh Target dan Skematik XRD .....	21
8. Kondisi Batuan Menggunakan SEM .....	22
9. <i>Soxhlet</i> .....	27
10. <i>Oven Gallenkamp</i> .....	28
11. Jangka Sorong Digital .....	28
12. Timbangan Digital <i>Mettler</i> PM 200 .....	28
13. Porosimeter .....	29
14. liquiTOC Elementar .....	29
15. DTA/TGA Exstar SII 7300 .....	30
16. JEOL, JSM-6390LA .....	30
17. Rock Eval 6 .....	31
18. X- Ray Diffractometer .....	31

19. Skema alat uji XRD .....	40
20. Daigram Alir penelitian.....	44
21. Grafik $V_p$ vs $S_w$ NF 1.....	45
22. Grafik $V_p$ vs $S_w$ NF 2.....	46
23. Grafik $V_s$ vs $S_w$ NF 1 .....	47
24. Grafik $V_s$ vs $S_w$ NF 2 .....	47
25. Grafik $V_p/V_s$ vs $S_w$ NF 1 .....	48
26. Grafik $V_p/V_s$ vs $S_w$ NF 2 .....	48
27. Grafik <i>Poisson Ratio</i> vs $S_w$ NF 1 .....	49
28. Grafik <i>Poisson Ratio</i> vs $S_w$ NF 2 .....	50
29. Grafik $V_p$ vs <i>Poisson Ratio</i> NF 1 .....	50
30. Grafik $V_p$ vs <i>Poisson Ratio</i> NF 2 .....	51
31. Grafik $V_s$ vs <i>Poisson Ratio</i> NF 1.....	51
32. Grafik $V_s$ vs <i>Poisson Ratio</i> NF 2.....	51
33. Grafik Modulus Young vs $S_w$ NF 1 .....	52
34. Grafik Modulus Young vs $S_w$ NF 2 .....	53
35. Grafik $V_p$ vs Modulus Young NF 1.....	53
36. Grafik $V_p$ vs Modulus Young NF 2.....	54
37. Grafik $V_s$ vs Modulus Young NF 1 .....	54
38. Grafik $V_s$ vs Modulus Young NF 2 .....	55
39. Grafik Modulus Bulk vs $S_w$ NF 1 .....	55
40. Grafik Modulus Bulk vs $S_w$ pada NF 2.....	56
41. Grafik $V_p$ vs Modulus Bulk NF 1.....	56
42. Grafik $V_p$ vs Modulus Bulk NF 2.....	57



43. Grafik Vs vs Modulus Bulk NF 1 .....	57
44. Grafik Vs vs Modulus Bulk NF 2 .....	58
45. Grafik Rgidityas vs Sw NF 1 .....	58
46. Grafik Rigiditas vs Sw NF 2 .....	59
47. Grafik Vp vs Rigiditas NF 1 .....	59
48. Grafik Vp vs Rigiditas NF 2 .....	60
49. Grafik Vs vs Rigiditas NF 1 .....	60
50. Grafik Vs vs Rigiditas NF 2.....	60
51. Hasil Foto SEM Sampel NF 3.....	62
52. Edax SEM Sampel NF 3 .....	62
53. Hasil XRD Sampel NF 3.....	63
54. Hasil Foto SEM Sampel NF 4.....	64
55. Edax SEM Sampel NF 4 .....	64
56. Hasil XRD sampel NF 4 .....	65
57. Hasil TGA NF 3 .....	68
58. Hasil TGA NF 4.....	69
59. <i>Total Organic Carbon (TOC) vs Total Generation Potential (PY)</i> .....	70
60. <i>Tmax vs Hydrogen Index</i> .....	71

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>Halaman</b>
1. Deskripsi pirolisis data.....	25

## I. PENDAHULUAN

### A. Latar Belakang

Pengetahuan teknik eksplorasi hidrokarbon pada reservoir berkembang sangat cepat dan terus mengalami perkembangan sejak awal kemunculannya. Dalam eksplorasi hidrokarbon dibutuhkan beberapa pendekatan dari berbagai ilmu pengetahuan yang saling mendukung. Pada penelitian ini menggunakan beberapa metode antara lain metode petrofisika, metode nuklir, dan metode geokimia.

Metode petrofisika, metode yang mengkaji pengetahuan mekanika reservoir, hasil analisa batuan yang langsung memberikan informasi selama pemboran dan dalam melakukan evaluasi formasi reservoir (Adim Herlan, 1993).

Metode nuklir seperti metode SEM dan XRD sangat berguna karena mampu memberi informasi jauh lebih detil dari pada sekedar analisis mikroskopis. SEM sanggup memperbesar *image* puluhan ribu kali sehingga struktur dalam batuan dapat diketahui. Sebaliknya metode XRD mampu memberi informasi tentang jenis mineral yang menyusun batuan sedimen berbutir halus seperti serpih dan lempung.

Metode Geokimia yang terdiri atas Total Organic Content (TOC) dan Thermal Gravimetry Analysis (TGA), dan Pirolisis. Metode TGA merupakan prosedur yang cukup banyak dilakukan dalam karakterisasi bahan. Pada prinsipnya metode ini mengukur berkurangnya massa material ketika dipanaskan dari suhu kamar sampai suhu tinggi yang biasanya sekitar 900°C. *Rock Eval Pyrolysis* adalah simulasi proses *hydrocarbon generation* di laboratorium dengan cara melakukan pemanasan bertahap pada sampel batuan induk dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur yang terprogram. Pemanasan ini memisahkan komponen organik bebas (bitumen) dan komponen organik yang masih terikat dalam batuan induk (Espitalie et al., 1977). Kandungan TOC versus kandungan hidrokarbon (PY), dapat memberikan petunjuk potensi hidrokarbon dalam batuan sumber. TOC adalah jumlah karbon yang menempel/terkandung didalam senyawa organik.

karbon yang terkandung pada media terdiri dari dua jenis, yaitu *Organic Carbon* (OC) dan *Inorganic Carbon* (IC). Sistem pengukuran carbon yang ada hingga saat ini adalah dengan cara merubah karbon menjadi CO<sub>2</sub>, baru kemudian mengukur kadar CO<sub>2</sub> tersebut sebagai representasi dari kadar karbon yang ada.

## **B. Tujuan Penelitian**

Tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Dapat mengkarakterisasi batuan reservoir dengan metode petrofisika, nuklir, dan geokimia.
2. Menentukan nilai parameter-parameter petrofisika batuan reservoir.

3. Menentukan dan menganalisis perubahan sifat-sifat petrofisika pada batuan reservoir.
4. Dapat menentukan kandungan mineral batuan reservoir migas.
5. Dapat menentukan kadar organik pada batuan reservoir migas.
6. Menentukan seberapa besar potensial migas pada sampel batuan reservoir migas tersebut.

### **C. Batasan Masalah**

Adapun batasan penelitian ini adalah pada penggunaan metode geokimia dengan *Total Organic Carbon* (TOC) dan Pirolisis, metode nuklir dengan *Scanning Electron Microscope* (SEM) dan *X-Ray Diffraction* (XRD), data *basic core* dan *rock mechanic*.

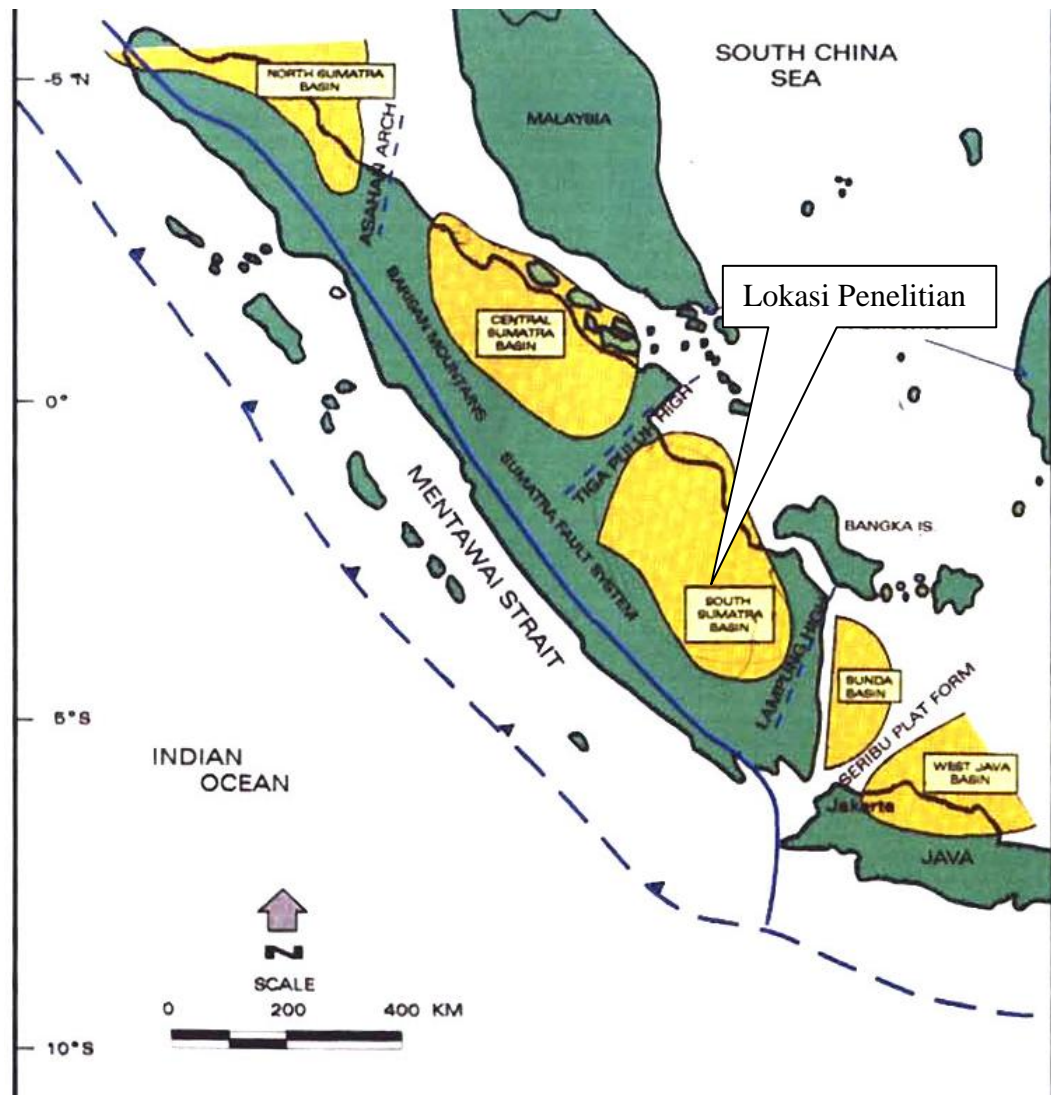
### **D. Manfaat Penelitian**

Dari hasil penelitian diharapkan pembaca dapat menentukan dan mengetahui kandungan organik batuan, mineral batuan, sifat fisik batuan berdasarkan parameter-parameter petrofisika, serta potensi minyak dan gas dari sampel suatu batuan reservoir.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### A. Daerah Penelitian

Lokasi penelitian berada di Provinsi Sumatera Selatan. Gambar 1 berikut adalah peta lokasi penelitian.



**Gambar 1.** Peta Cekungan Sumatera Selatan (digilib.itb.ac.id, 2010)

## B. Kondisi Geologi

Cekungan Sumatera Selatan adalah bagian dari cekungan busur belakang dari tektonik regional Sumatra yang meliputi 117.000 km<sup>2</sup>, terutama di bagian daratan. Tinggian atau Busur Lampung dan Palembang memisahkan cekungan Sumatera Selatan dari Cekungan barat laut Jawa. Cekungan Sumatera Tengah dan Selatan dipisahkan oleh pegunungan Tiga puluh. Batas bagian barat adalah Bukit Barisan yang berumur Plio-Plistosen. Cekungan Sumatera Selatan dibagi atas 5 Sub cekungan: Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah, Palembang Selatan, dan Bandar Jaya.

Secara tektonik, Cekungan Sumatera Selatan terbentuk dalam tiga tahap yaitu:

1. Ekstensi selama Paleosen Akhir sampai Miosen Awal, membentuk graben mengarah ke Utara yang diisi endapan Eosen sampai Miosen Awal.
2. Sesar normal dari Miosen Awal sampai Pliosen Awal
3. Kompresi yang melibatkan batuan dasar, *inversi* cekungan, dan pembalikan sesar normal pada Pliosen yang membentuk antiklin, yang merupakan perangkat utama di daerah ini (Bishop et. al, 2001).

Sesar-sesar yang berarah Barat-Barat laut dan Timur-Tenggara serta Utara-Selatan mengaktifkan pengendapan di cekungan Sumatera Selatan yang beberapa diantaranya telah mengalami pembalikan struktur pada Miosen sampai Plio-Plistosen (Pulunggono et. al, 1992). Sistem subduksi yang sekarang terletak di lepas pantai Sumatra dan di Selatan Jawa yang dimulai dari Oligosen Akhir. *Graben* dan sesar-sesar utama di Cekungan Sumatera

Selatan berorientasi Utara-Barat laut ke Selatan Tenggara. Sejarah cekungan Sumatra Selatan dapat dibagi menjadi tiga megasekuen tektonik.

### **C. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan**

Secara regional ada beberapa Formasi yang menyusun Cekungan Sumatera Selatan diantara :

#### **1. Komplek Batuan Pra-Tersier**

Kompleks Pra-Tersier merupakan batuan dasar (*basement rock*) Cekungan Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan yang tersusun atas batuan beku Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum, dan batuan karbonat. Pada beberapa tempat menunjukkan strata berumur Kapur Akhir sampai Paleosen-Eosen Awal ditindih oleh batuan Tersier dan dikelompokkan bersama batuan Pra-Tersier.

#### **2. Tuff Kikim dan Lemat Tua**

Nama Lemat sekarang penggunaannya terbatas pada Lemat Muda, sedangkan Tuff Kikim disebut sebagai Lemat Tua yang tersingkap di Gunung Gumai dan Sumur Laru. Formasi Lemat tersusun atas klastika kasar berupa batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, lapisan tipis batubara dan tuff yang semuanya diendapkan pada lingkungan kontingen. Formasi Lemat terbentuk dengan batas yang tidak jelas akibat penipisan dan pengangkatan.



### **3. Formasi Talang Akar**

Formasi Talang Akar terbentuk secara tidak selaras (*paraconformity*) di atas Formasi Lemat atau Batuan Pra-Tersier dan selaras di bawah Formasi Telisa. Formasi Talang Akar tersusun atas batupasir dataran delta, batulanau, dan serpih. Formasi Talang Akar berhubungan secara selaras terhadap Formasi Telisa. Formasi Talang Akar mempunyai ketebalan berkisar antara 1500 – 2000 *feet* (460 - 610 m) di dalam beberapa areal cekungan.

### **4. Formasi Batu Raja**

Formasi ini diendapkan pada kala Miosen Awal menumpang secara tidak selaras di atas batuan Pra-Tersier atau secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Formasi ini tersusun atas batuan karbonat sedangkan bagian bawah umumnya tersusun atas serpih dengan lapisan batugamping. Ketebalan formasi ini berkisar antara 60 - 75 m dan juga adanya penambahan ketebalan sebesar 20 - 120 m yang umumnya dijumpai pada batugamping yang diakibatkan oleh relief topografi yang tidak teratur dari batuan Pra-Tersier.

### **5. Formasi Telisa**

Formasi Telisa merupakan unit tersier dengan penyebaran luas dan pengendapannya terjadi saat transgresi laut maksimum. Formasi ini dicirikan oleh serpih *fossiliferous* dan terdapat lapisan batugamping yang mengandung galukonit. Pada tepi dan area paparan cekungan dijumpai fasies laut dangkal tersusun atas batulanau, batupasir halus serta

batugamping yang terdapat bersama serpih. Formasi ini terbentuk pada laut dangkal pada kala Miosen Tengah dan Miosen Akhir, memiliki ketebalan sekitar antara 1800 – 2700 m.

#### **6. Formasi Palembang Bawah**

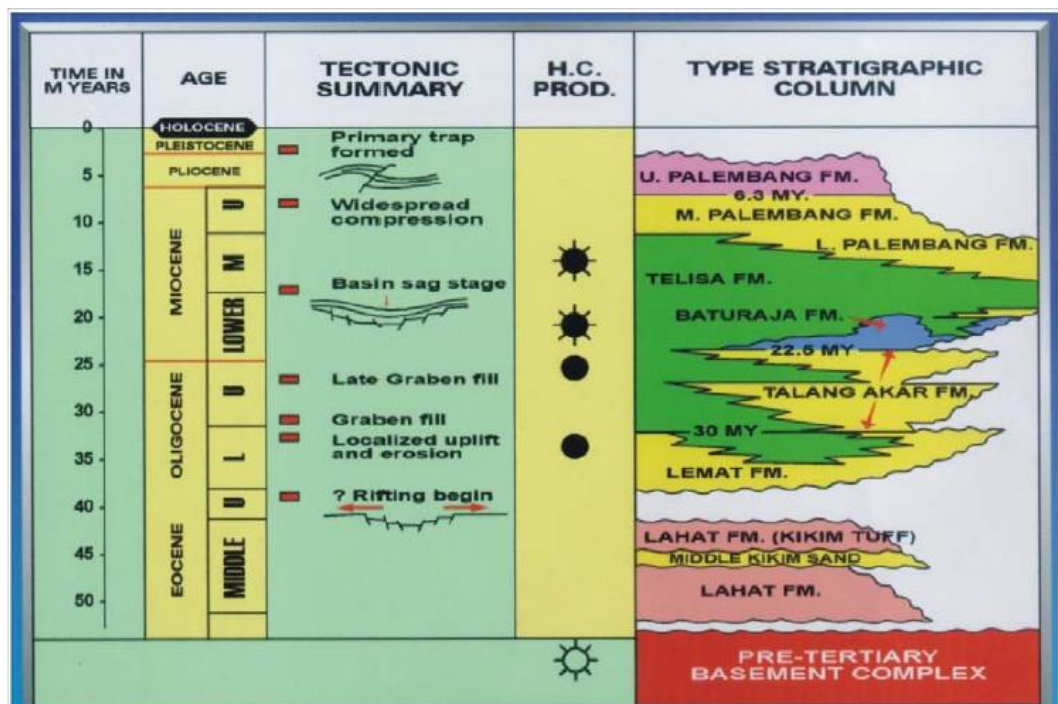
Formasi ini diendapkan selama fase awal siklus regresi dan tersusun atas serpih dengan batupasir glaukonitan, dan lapisan batugamping yang pada bagian dasarnya diendapkan pada lingkungan neritik dan berangsur sampai lingkungan pengendapan laut dangkal (*shallow marine*) pada bagian atasnya. Kontak bagian atas formasi dengan Formasi Palembang Tengah yang merupakan kontak litologi dengan ditemukannya batubara pada Formasi Palembang Tengah di Sumatera Selatan. Sedangkan bagian bawah formasi berbatasan dengan Formasi Telisa.

#### **7. Formasi Palembang Tengah**

Formasi Palembang tengah diendapkan pada lingkungan laut dangkal (*shallow marine*) – payau (*brackish*) di dasarnya, dataran delta, dan lingkungan pengendapan *non marine* (lingkungan darat) yang tersusun atas batupasir, batulempung, dan lapisan – lapisan batubara. Batas Formasi Palembang Tengah di selatan cekungan ditandai oleh lapisan batubara dan pada daerah Palung Jambi dimana strata ekuivalen kontak biasanya di atasnya dibatasi oleh batupasir glaukonitan dari Formasi Palembang Bawah. Ketebalan formasi bervariasi tergantung pada posisi dan penentuan kontakannya serta mencapai ketebalan 450 – 750 m.

## 8. Formasi Palembang Atas

Formasi ini diendapkan selama orogenesis Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari erosi Pegunungan Barisan dan Gunung Tigapuluh serta lipatan yang terangkat selama orogenesis tersebut. Unit ini terbentuk pada antiklin. Formasi Palembang Atas tersusun atas batupasir tuffan, lempung, kerikil, dan batubara dengan ketebalan dan komposisi yang bervariasi. Kontak di bagian dasar formasi biasa ditentukan pada bagian paling bawah lapisan tuff paling tebal.



Gambar 2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan (digilib.itb.ac.id, 2010)

### **III. TEORI DASAR**

#### **A. Batuan Reservoir**

Reservoir adalah bagian kerak bumi yang mengandung air, minyak, dan gas bumi. Sedangkan batuan adalah wadah atau batuan yang berongga-rongga atau berpori-pori dimana diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi tersebut. Jadi batuan reservoir adalah wadah di bawah permukaan bumi yang mengandung air, minyak, dan gas bumi.

Batuan reservoir yang sangat penting dalam teknik perminyakan adalah batuan sedimen, karena hampir seluruh minyak dan gas bumi ditentukan batuan sedimen. (Herlan Adim, 1993).

Batuan reservoir memiliki sifat-sifat fisik yang merupakan sifat dari formasi batuan tersebut. Sifat-sifat fisik batuan formasi tersebut antara lain: porositas (*porosity*), permeabilitas (*permeabilitas*), densitas batuan (*density*), saturasi fluida (*fluida saturation*), ukuran butir (*grain size*), kecepatan rambat.

#### **B. Lempung**

Lempung didefinisikan sebagai campuran partikel-partikel pasir, debu dan bagian-bagian tanah liat yang mempunyai sifat-sifat karakteristik yang berlainan dalam ukuran yang kira-kira sama.

Salah satu ciri partikel-partikel tanah liat adalah mempunyai muatan ion positif yang dapat dipertukarkan. Struktur kristal lempung terbentuk dari dua struktur lapisan dasar yaitu silika dan alumina (Grim, 1962). Lapisan silika memiliki rumus molekul  $(\text{Si}_4\text{O}_{10})^{4-}$ . Secara umum untuk mengidentifikasi mineral lempung dilakukan dengan metode difraksi sinar-X atau XRD, untuk mengidentifikasi unsur-unsur yang berada pada lempung digunakan metode XRF sedangkan untuk mengetahui morfologi dari lempung digunakan metode SEM.

Lempung merupakan mineral sekunder dan tergolong aluminium filosilikat terhidrasi (Barroroh, 2007). Mineral lempung merupakan penyusun batuan sedimen dan penyusun utama dari tanah. Lempung adalah material yang memiliki ukuran diameter partikel  $< 2 \mu\text{m}$  dan dapat ditemukan dekat permukaan bumi. Semua kondisi alam akan membentuk mineral lempung dari mineral sebelumnya (Grim, 1962). Mineral lempung terdiri atas berbagai jenis, antara lain: kaolinit, monmorilonit, illit atau mika, dan antapulgit (Nurahmi, 2001). Karakteristik fisik lempung adalah lengket dan mudah dibentuk saat lembab, tetapi keras dan kohesif saat kering (Nagendrappa, 2002).

### **C. Batuan Karbonat**

Batu gamping mengandung kalsit dan dolomit yang disusun oleh unsur-unsur Ca, C, O dan Mg. Pada tabel periodik, Ca dan Mg terdapat dalam satu golongan, yaitu golongan alkali tanah. Kedua unsur tersebut karakternya relatif sama, mempunyai konfigurasi elektron pada blok S2 energi untuk

melepaskan elektron pada kulit terluar hampir sarna, dan mudah membentuk ion sehingga keberadaan cenderung bersama-sama membentuk asosiasi unsur. Unsur-unsur tersebut akan termobilisasi sesuai dengan sifatnya masing-masing. Seperti dalam tabel periodik, unsur Ca dan Mg terdapat dalam satu golongan, mempunyai sifat kimia dan fisiknya relatif sama, sehingga cenderung dijumpai pada kondisi yang relatif sama batu gamping organik, merupakan kumpulan dari sisa flora dan fauna yang telah mati (fosil) dan terendapkan. Proses kimia yang terjadi pada flora dan fauna setelah mati menjadi fosil dan terbentuklah sistem kristal mineral tanpa merubah bentuk fisik fosil.

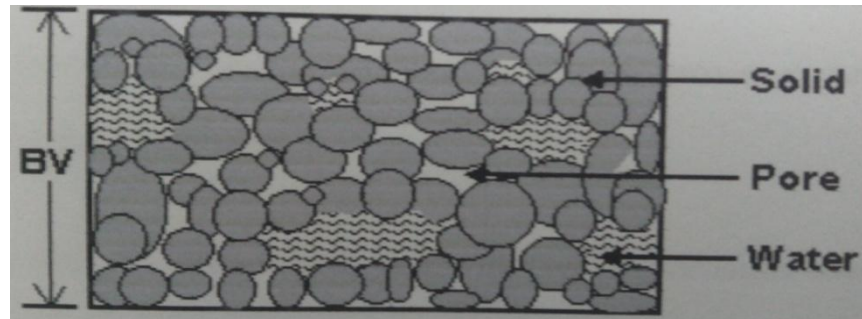
Secara mineralogi fosil tersebut tersusun oleh mineral kalsit ( $\text{CaCO}_3$ ) dan atau dolomit  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . Bila mineral kalsit atau dolomite sebagian besar berukuran kecil ( $\pm 0,2$  mikron atau lebih) disebut lumpur karbonat (Harjanto, 2001), karena berukuran kecil, mempunyai sifat optik dan fisik yang relatif sama, maka kedua mineral tersebut sulit dibedakan. Karena proses geologi kumpulan fosil tersebut menjadi batu gamping.

#### **D. Porositas**

Pori-pori atau rongga-rongga merupakan sifat dasar batuan reservoir yang menjadi tempat fluida terperangkap. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Sherrif, 1990).

Pada formasi renggang besarnya porositas tergantung pada distribusi hukum butiran, tidak mutlak pada ukuran butiran. Menurut Harsono (1993), porositas akan menjadi rendah jika ukuran butirannya hampir sama dan menjadi rendah

jika ukuran butiran bervariasi sehingga butiran kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang besar, dalam hal ini dilukiskan seperti pada gambar 3.



**Gambar 3.** Batuan berisi *water*, *solid* dan terdapat *pore* (Nakayama, K., dan Lerche, I., 1987)

Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat atau perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan (porositas total).

$$\phi = \frac{PV}{BV} \times 100\% \quad (1)$$

$\phi$  = Porositas (%)       $BV$  = *Bulk Volume*

$PV$  = *Pore Volume*

Berdasarkan pembentukannya, porositas dibagi menjadi dua yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer adalah porositas yang terjadi bersamaan pada saat pembentukan batuan tersebut (proses sedimentasi). Sedangkan porositas sekunder adalah porositas yang terjadi karena adanya proses-proses geologi setelah batuan terbentuk.

Selanjutnya, jika ditinjau dari teknik reservoir maka porositas maka porositas dibagi menjadi dua yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume seluruh pori batuan dengan volume

total batuan. Secara matematis ditulis seperti pada persamaan 1. Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan seperti pada persamaan 2, sebagai berikut:

$$\phi = \frac{\text{Volume pori-pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \quad (2)$$

Menurut Koesoemadinata (1978), harga porositas berkisar dari nol sampai besar sekali, tetapi pada umumnya berkisar antara 5% sampai 40%. Porositas 5% biasanya disebut porositas tipis (*marginal porosity*).

#### E. Densitas Mineral Batuan

Densitas adalah massa dibagi dengan volume sama dengan kepadatan. Massa adalah berat suatu benda dan volume adalah ukuran suatu objek. Resultan ini mengacu pada berat benda per satuan volume, atau kerapatannya. Bila densitas batuan dapat ditentukan, maka dapat dihitung porositasnya, sehingga porositas batuan berkaitan erat dengan densitas batuan (Harsono, 1993). Hubungan porositas dengan densitas batuan berdasarkan persamaan (1), sebagai berikut :

$$\phi = \frac{m_f/\rho_f}{m_b/\rho_b} = \frac{(m_b - m_m)/\rho_f}{m_b/\rho_b}$$

$$\Leftrightarrow \phi \rho_f = \rho_b - (1 - \phi) \rho_m$$

$$\Leftrightarrow \rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m \quad (3)$$



## F. Saturasi fluida ( $S_w$ )

Saturasi fluida yaitu fraksi dari rongga pori batuan yang terisi oleh suatu jenis fluida.

$$S_w = \frac{\text{Vol air}}{\text{Vol pori}} \quad (4)$$

Berikut jenis – jenis saturasi fluida :

### a. *Sw Irreducible* ( $S_{wirr}$ )

Yaitu saturasi terendah yang tidak dapat dikurangi dengan pendesakan yang lebih lanjut.

### b. Saturasi Air Konat

Yaitu saturasi air di reservoir yang tidak dapat berubah lagi oleh keseimbangan tekanan kapiler yang bekerja ( $S_{wc} > S_{wirr}$ ).

### c. Saturasi air ikat

Yaitu air yang terperangkap oleh serpih (Shale).

### d. Saturasi Hidrokarbon Sisa ( $S_{or}$ atau $S_{gr}$ )

yaitu saturasi hidrokarbon terendah yang dapat dihasilkan oleh mekanisme yang berlaku di reservoir.

Untuk menentukan jumlah fluida hidrokarbon di dalam reservoir perlu diketahui isi cairan dalam batuan.

Dalam teknik reservoir, jumlah air, minyak, dan gas per satuan volume pori dinyatakan dengan istilah *saturasi*. Saturasi air ( $S_w$ ), Saturasi minyak ( $S_o$ ), dan Saturasi gas ( $S_g$ ), Pada kondisi dibawah tekanan jenuh jumlah ketiga saturasi tersebut sama dengan satu, atau:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (6)$$

Pada kondisi reservoir bertekanan jenuh berlaku:

$$S_w + S_o = 1 \quad (7)$$

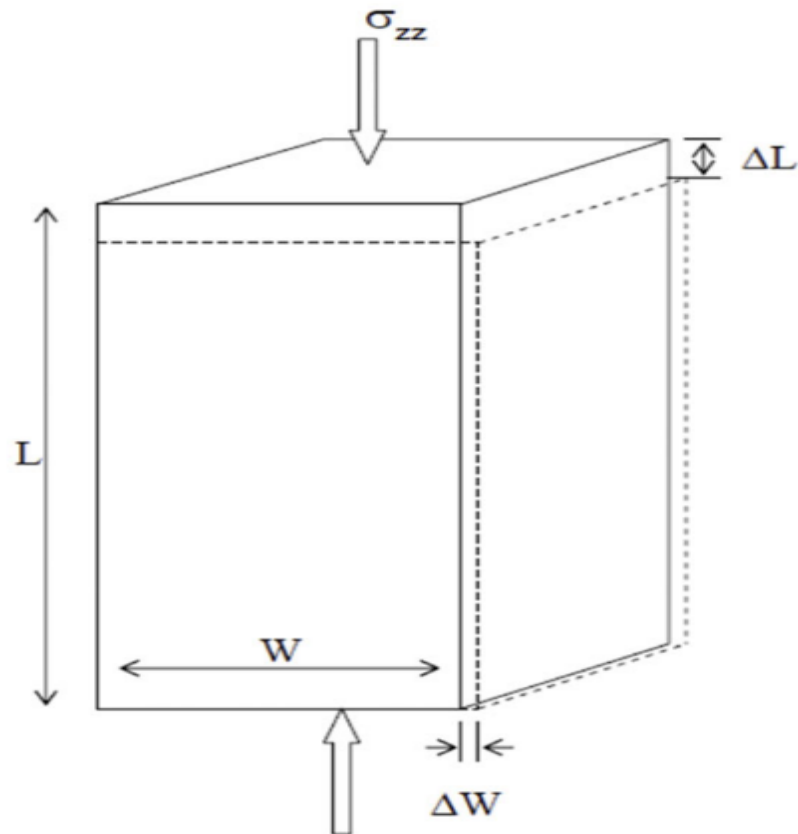
Sehingga volume pori yang diisi hidrokarbon adalah:

$$S_o \times \phi + S_g \times \phi = (1 - S_w) \times \phi \quad (8)$$

Faktor-faktor yang mempengaruhi saturasi fluida antara lain : *porositas, permeabilitas, coring fluid, coring rate, core diameter, formation pressure, permeability relatif*, dan lain-lain.

### **G. Poisson Ratio**

Berdasarkan King (1970) mengatakan bahwa sebuah gaya eksternal diterapkan pada sebuah material, maka akan terjadi perubahan ukuran dan bentuk (*deformasi*) media. Gaya eksternal dan perubahan bentuk dinyatakan dalam tegangan dan regangan. rasio antara perpanjangan longitudinal dengan kontraksi lateral.



**Gambar 4.** Poisson ratio

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\Delta L}{L} \text{ Vertical strain} \quad (8)$$

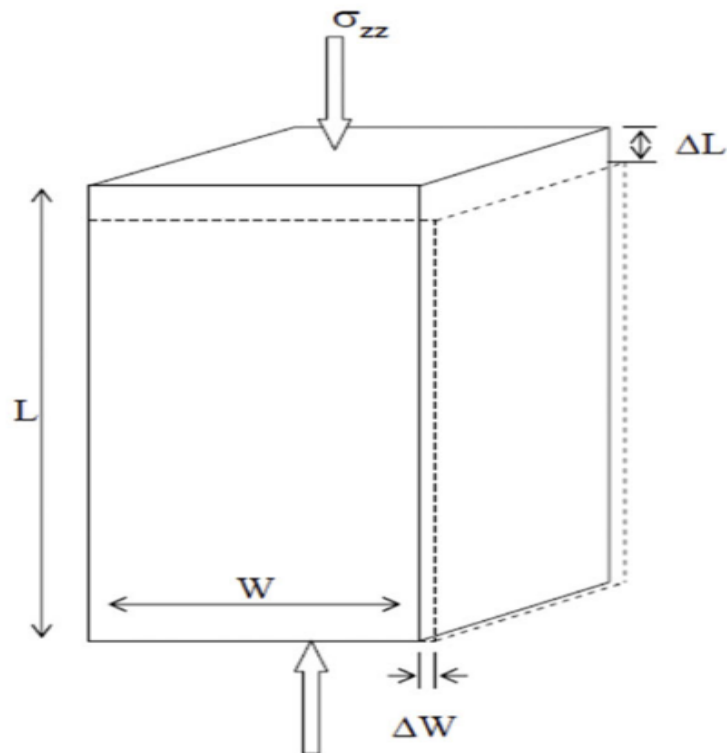
$$\varepsilon_{yy} = \frac{\Delta W}{W} \text{ Lateral strain} \quad (9)$$

$$\sigma = -\frac{\varepsilon_{zz}}{\varepsilon_{yy}} \text{ Poisson ratio} \quad (10)$$

#### H. Modulus Young /E (Mod kekerasan/elastisitas)

Yaitu rasio antara stress normal dengan kontraksi normal yang disebabkan.

Kita dapat menentukan modulus young dengan kecepatan gelombang kompresi dan kecepatan gelombang *shear* pada persamaan 12.



**Gambar 5.** Modulus Young

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\Delta L}{L} \text{ Vertical strain} \quad (11)$$

$$E = \frac{\sigma_{zz}}{\varepsilon_{zz}} \text{ Young Modulus} \quad (12)$$

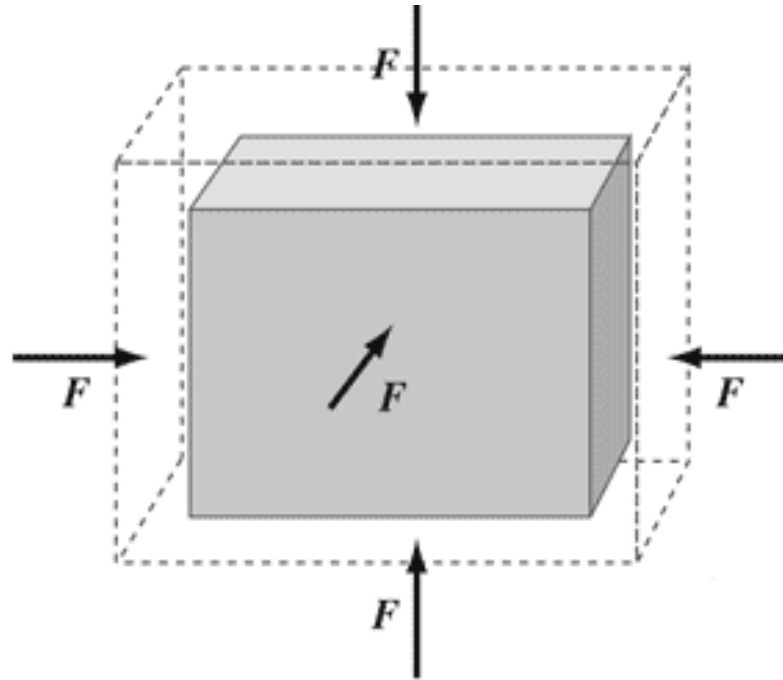
### I. Modulus Bulk / K

Modulus bulk secara fisis merupakan perbandingan antara tekanan total ( $P$ ) terhadap regangan volume (dilatasi,  $\theta$ ), dituliskan sebagai berikut :

$$k = \frac{P}{\theta} \quad (13)$$

Modulus bulk ( $k$ ) adalah kebalikan kompresibilitas ( $\beta$ ), yaitu:

$$\beta = \frac{1}{k} = \frac{\theta}{P} \quad (14)$$



**Gambar 6.** Modulus Bulk

$$\text{Volume stress} = \frac{F}{A} \quad (15)$$

$$\text{Volume strain} = \frac{\Delta V}{V} \quad (16)$$

$$\text{Bulk Modulus} = -\frac{F/A}{\Delta V/V} \quad (17)$$

Sehingga variasi nilai kompresibilitas di sepanjang sumur dapat diikuti. Menurut Munadi (1995) nilai kompresibilitas di dalam batuan gamping berbeda dengan nilai kompresibilitas di dalam batuan pasir.

### **J. Rigiditas/ G**

Rigiditas (ketegaran,  $\mu$ ) atau modulus geser (G) adalah bilangan yang menggambarkan perubahan bentuk benda yang elastik namun tidak mengubah volumenya. Gaya yang bekerja merupakan gaya tangensial  $F_s$  dan didefinisikan sebagai perbandingan tegangan *shear* dengan regangan *shear*.

$$\mu = G = \frac{P_s}{\varepsilon_s} \quad (15)$$

(dimana  $P_s = F_s/A$ )

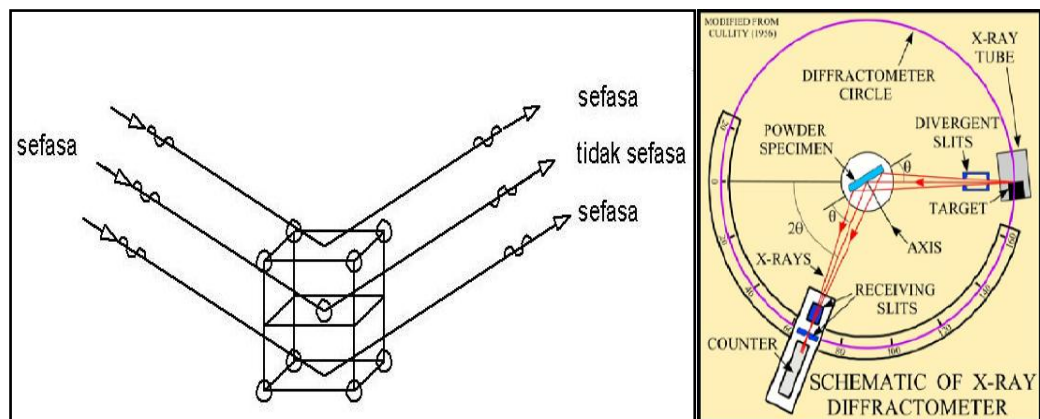
Seperti modulus bulk, maka modulus shear dapat dihubungkan dengan modulus young, diperoleh:

$$\mu = G = \frac{E}{2(1+\sigma)} \quad (16)$$

## K. X-Ray Diffraction (XRD)

Sinar-X merupakan sinar hasil tumbukan antara elektron kecepatan tinggi yang dibangkitkan oleh filamen tusten dengan logam target. Logam target umumnya memakai kobalt dan tembaga. Komponen utama XRD, yaitu: sumber elektron (katoda) berupa filamen tungsten, tegangan tinggi untuk mempercepat elektron, logam target (anoda), logam umumnya terbuat tembaga atau kobalt.

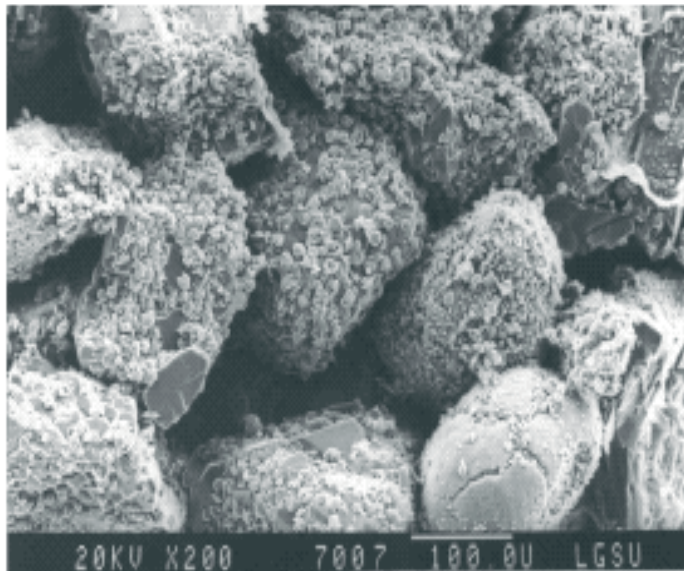
Untuk membuat gelombang sinar polichromatis menjadi gelombang monochromatis digunakan filter dengan nomor atom 1 nomor di belakang nomor atom target. Sinar-X yang dipancarkan oleh sumber diluruskan arahnya oleh *scintillator* dan mengenai material kristal yang sedang dikarakterisasi. Akibatnya, material tersebut mengalami penghamburan sinar-X pada berbagai arah. Karena sifat kristalin dari material yang sedang dikarakterisasi, hamburan sinar-X yang searah akan bersifat saling menguatkan bila berasal dari bidang yang sama dari kristal material tersebut, tetapi tidak saling menguatkan bila berasal dari bidang kristal yang berbeda, kejadian ini disebut difraksi dan skematik XRD, ditunjukkan dalam Gambar 6



**Gambar 7.** Hamburan Sinar-X oleh Target dan Skematik XRD

#### L. Scanning Electron Microscope (SEM)

SEM menggunakan hamburan balik dan pantulan sekunder dari berkas elektron, setelah berkas elektron tersebut berinteraksi dengan materi. Pantulan elektron-elektron sekunder, elektron-elektron terhambur dan radiasi sinar X karakteristik akan memberikan informasi mengenai keadaan sampel seperti bentuk permukaan (topografi) dan komposisi yang dikandung sampel. Daerah sampel dengan nomor atom rata-rata tinggi akan terlihat relatif lebih terang daripada daerah dengan nomor atom rendah. Setelah radiasi sinar X karakteristik dipancarkan oleh sampel ditangkap detektor, dapat memberikan informasi secara kualitatif dan kuantitatif tentang komposisi kimia dari sampel pada daerah yang sangat kecil. Contoh pada Gambar 7, SEM sanggup memperbesar *image* puluhan ribu kali sehingga struktur dalam batuan.



**Gambar 8.** Kondisi Batuan Menggunakan SEM (Lelono dan Isnawati, 2007)

#### **M. TOC dan Pirolisis**

Total Organik Karbon didefinisikan sebagai jumlah karbon yang terikat didalam senyawa organik. Total Organik Karbon (TOC) merupakan teknik analisa yang bisa dikatakan paling baik untuk mengetahui kualitas suatu air.

TOC berkisar 0 – 0,5 % TOC menunjukkan satu percontoh berpotensi rendah membentuk hidrokarbon.

TOC berkisar 0,5 – 1% TOC menunjukkan satu percontoh berpontensi cukup. Kandungan TOC sebesar 0,65 – 1,06 %, menunjukkan potensi sedang hingga baik untuk membentuk hidrokarbon (Waples, 1985).

TOC berkisar 2 – 4% TOC menunjukkan satu percontoh berpotensi sangat baik.

Beberapa tipe Kerogen :



- a. Tipe *Liptinite* (tipe I Kerogen), berasal dari lipid alga setelah mengalami degradasi oleh bakteri, alterasi oleh proses dekomposisi, kondensasi dan polimerisasi. Endapan yang kaya liptinite dicirikan oleh warna gelap, laminasi, dan kaya akan TOC. *Liptinite* ini terbentuk di danau dan *lagoon*, tetapi *liptinite* juga banyak dalam lingkungan laut. *Liptinite* relatif kaya akan Hidrogen dan punya rasio H/C yang tinggi ; memiliki kandungan oksigen yang rendah dan rasio O/C yang rendah.
- b. Tipe *Exinite* (tipe II Kerogen), berasal dari membran tumbuhan seperti spora, pollen, kutikula daun, dsb. Tumbuhan tersebut bukan hanya bukan hanya hidup di darat, *swamp* yang nantinya akan menghasilkan coal, akan tetapi bisa juga hidup di danau maupun di laut (ex : *dinoflagellata* dan *phytoplankton*). *Exinite* memiliki kandungan H atau H/C yang tinggi (lebih rendah dari *Liptinite*) dan kandungan O atau O/C yang relatif menengah. Kebanyakan sedimen laut dan source rock mengandung campuran *liptinite*, *exinite* dan *vitrinite*. *Exinite* berpotensi untuk menghasilkan *oil*, *condensate* dan *wet gas*.
- c. Tipe *Vitrinite* (tipe III Kerogen), berasal dari kayu tumbuhan yang terdegradasi. *Vitrinite* memiliki kandungan H atau H/C yang rendah, akan tetapi memiliki O/C yang tinggi. Kerogen ini merupakan komponen utama dari batubara. *Vitrinite* ini bisa juga terjadi di laut dan di danau. *Vitrinite* tersebut sangat berpotensi untuk menghasilkan gas, akan tetapi bisa juga oil dan kondensat dalam juga yang terbatas.
- d. Tipe *Inertinite* (tipe IV Kerogen), berasal dari tumbuhan yang teralterasi kuat, rombakan material organik. Karena proses oksidasi dan karbonisasi yang tinggi, kandungan H atau H/C menjadi sangat rendah. Batuan yang

mengandung Inertinite ini kenyataannya tidak berpotensi untuk menghasilkan oil maupun gas.

Rock Eval Pyrolysis digunakan untuk mengidentifikasi tipe dan kematangan material organik serta untuk mendeteksi kandungan minyak/gas dalam batuan sedimen.

Dalam pirolis kita akan mengenal  $S1$ ,  $S2$ ,  $S3$ ,  $Tmax$ ,  $HI$ ,  $OI$ ,  $PI$ , yang akan dijelaskan sebagai berikut:

$S1$  = total hidrokarbon bebas (gas & minyak) di dalam sampel (dalam milligram hidrokarbon pergram batuan). Jika  $S1 > 1$  mg/g, kemungkinan mengindikasikan *oil show*.  $S1$  secara normal meningkat paralel terhadap kedalaman. Kontaminasi sampel dengan fluida *drilling* dan lumpur dapat memberikan nilai yang tidak normal terhadap nilai  $S1$ .

$S2$  = total hidrokarbon yang dihasilkan melalui *cracking* termal material organik yang tidak menguap.  $S2$  merupakan indikasi kuantitas hidrokarbon batuan yang memiliki potensial menghasilkan hidrokarbon melalui penguburan dan pematangan. Parameter ini secara normal menurun dengan kedalaman penguburan  $> 1$  km.

$S3$  = total  $CO_2$  (dalam milligram  $CO_2$  per gram batuan) yang dihasilkan selama *pyrolysis*.  $S3$  merupakan indikasi total oksigen di dalam kerogen dan digunakan untuk menghitung Oksigen Indeks.

$Tmax$  = temperatur maksimum untuk melepas hidrokarbon dari proses *cracking* kerogen yang terjadi selama pirolisis (puncak  $S2$ ).  $Tmax$  merupakan indikasi tahapan pematangan material organik.

$HI$  = hidrogen indeks ( $HI = \{100 \times S_2\}/TOC$ ).  $HI$  merupakan parameter yang digunakan untuk menjelaskan asal material organik. Organisme laut dan alga secara umum adalah organik yang kaya lipid dan protein, dimana  $H/C$  lebih tinggi daripada karbohidratnya tumbuhan darat. Nilai  $HI$  biasanya antara 100-600 pada satu sampel.

$OI$  = Oksigen Indeks ( $OI = \{100 \times S_3\}/TOC$ ).  $OI$  adalah parameter yang nilainya tinggi pada tumbuhan darat dan material organik inert sebagai penciri sedimen laut. Nilai  $OI$  berkisar antara 0-150.

$PI$  = produksi indeks ( $PI = S_1/\{S_1+S_2\}$ ).  $PI$  digunakan untuk menjelaskan level perkembangan material organik.

**Tabel 1.** Deskripsi pirolisis data

Indicator	Notation	Definition	Equation	Rating
TRANSFORMATION RATIO	TR	Amount of kerogen transformed to HC	$\frac{S_1 \text{ HC exp}}{S_{10} + S_{20}}$	<0.1 = Immature 0.1 - 0.4 = OI > 0.4 = Gas
PRODUCTION INDEX	PI	Amount of HC available for production	$\frac{S_1}{S_1 + S_2}$	
HYDROGEN INDEX	HI	Hydrogen Content	$\frac{(S_2 \times 100) \text{ mg/g}}{\% \text{ TOC}}$	< 150: Gas 150 - 300: Mixed (RO = 0.6%) > 300: OI
OXYGEN INDEX	OI	Oxygen Content	$\frac{(S_3 \times 100) \text{ mg/g}}{\% \text{ TOC}}$	<40 mg/g low HI = land derived OM and/or mature high HI = good to excellent source potential >40 mg/g low HI = gas-prone OM, generally immature high HI = good oil source, gen. immature
POTENTIAL YIELD OR HYDROCARBON SOURCE POTENTIAL	PY	Potential Yield (assuming immature sample)	$(S_1 + S_2) \text{ mg/g}$	<2 mg/g Poor 2-6 mg/g Fair >6 mg/g Very Good
KEROGEN TYPE		Kerogen Type	$\frac{S_2}{S_3}$	<3: Gas Prone 3-5: Mixed >5: Oil Prone
THERMAL MATURITY	$T_{MAX}$	Temperature at Peak Generation	Measured Temperature at $S_2$ (in deg C)	<430: Immature 430-460: OI Generation >460: Gas Generation or destruction
INDICATIONS OF MIGRATED HYDROCARBONS	(1) HIGH $S_1$ (2) LOW $T_{max}$ (3) HIGH $S_1/\%TOC$ (4) HIGH $S_1/(S_1 + S_2)$			

Batuan induk dapat dikatakan berada dalam tingkat matang apabila nilai  $T_{maks}$  hasil analisis  $> 435^{\circ}C$  atau Indeks Produksi ( $PI$ ) sebesar 0,1 (Waples, 1985).

#### **N. Analisis Gravimetri Termal (TGA)**

TGA adalah metode analisis termal di mana perubahan dalam sifat fisik dan kimia dari bahan yang diukur sebagai fungsi dari meningkatnya suhu (dengan laju pemanasan konstan), atau sebagai fungsi waktu (dengan suhu konstan dan atau kehilangan massa konstan). TGA dapat memberikan informasi tentang fenomena fisik, seperti orde kedua fase transisi, termasuk penguapan, sublimasi, penyerapan, adsorpsi, dan desorpsi. Demikian juga, TGA dapat memberikan informasi tentang fenomena kimia termasuk *chemisorptions*, *desolvation* (terutama dehidrasi), dekomposisi, dan reaksi padat-gas (misalnya, oksidasi atau reduksi).

TGA digunakan untuk menentukan karakteristik yang dipilih dari bahan yang menunjukkan baik kehilangan massa atau keuntungan karena dekomposisi, oksidasi, atau kehilangan volatil (seperti kelembaban).

## IV. METODOLOGI PENELITIAN

### A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilakukan di Kelompok Evaluasi Formasi, Gedung Eksploitasi, LEMIGAS Jakarta. Waktu penelitian dimulai dari April 2014 sampai dengan Juli 2014.

### B. Alat dan Bahan

Penelitian ini memerlukan alat dan bahan sebagai berikut :

1. Alat pencucui batuan jenis *lab-line Multi Unit Extraction Heater (Soxhlet)* berfungsi mencuci sampel batuan yang akan digunakan.



Gambar 9. Soxhlet

2. Alat pengeringan batuan jenis oven *Gallenkamp* yang berfungsi untuk mengeringkan sampel batuan yang telah dicuci.



**Gambar 10.** Oven *Gallenkamp*

3. Jangka sorong digital, digunakan untuk menentukan panjang dan diameter batuan sampel.



**Gambar 11.** Jangka Sorong Digital

4. Timbangan digital jenis *Mettler PM 200* digunakan untuk menentukan berat sampel.



**Gambar 12.** Timbangan Digital *Mettler PM 200*

- Helium Gas porosimeter jenis HGP 200, berfungsi untuk menentukan volume bulk, volume butiran, dan porositas batuan sampel.



**Gambar 13.** Porosimeter

- Acoustic velocity jenis Simple manufacturing yang berfungsi untuk menentukan kecepatan rambat gelombang akustik.
- Sampel batuan reservoir berupa *sandstone*.
- Minyak odine
- Kain pembersih
- Toulene
- Gas Helium
- LiquiTOC Elementar



**Gambar 14.** liquiTOC Elementar

## 13. DTA/TGA Exstar SII 7300



**Gambar 15.** DTA/TGA Exstar SII 7300

## 14. JEOL, JSM-6390LA



**Gambar 16.** JEOL, JSM-6390LA

15. Sampel *clay* dan *carbonate* ( kering dan halus )

16. 0,1 gr Se

17. 10 ml H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> pekat



18. Penyaring

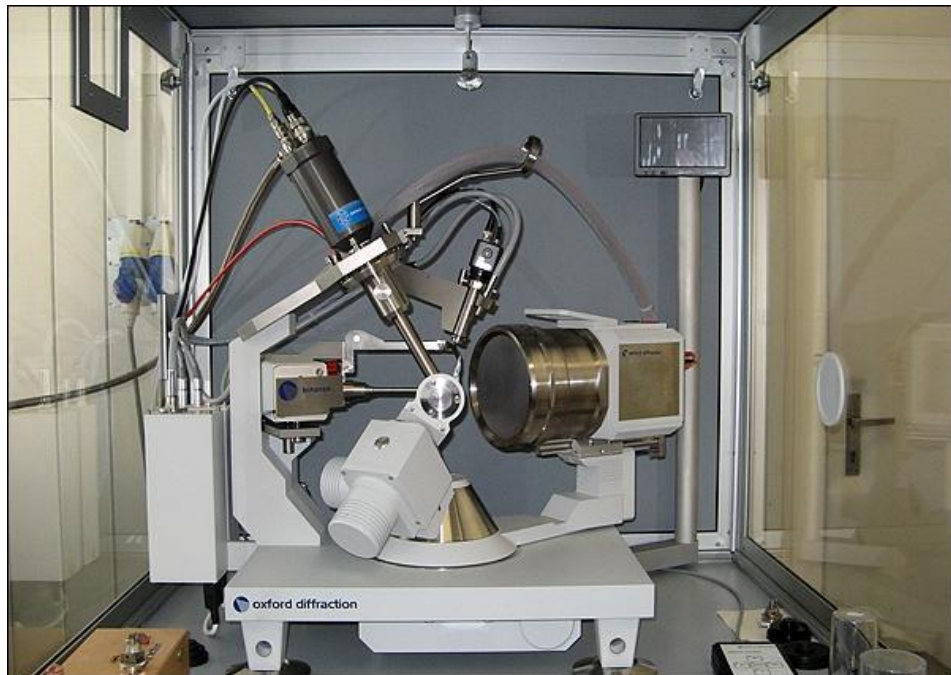
19. Cawan kecil dari alumina

20. Rock Eval 6



**Gambar 17.** Rock Eval 6

21. X- Ray Diffractometer



**Gambar 18.** X- Ray Diffractometer

## C. Pengambilan Data

### 1. Persiapan Analisa Contoh Batuan

Data core yang diambil berada pada reservoir migas. Batuan yang dianalisa direncanakan berupa *conventional plug core*, yaitu sampel batuan dari hasil pengeboran.

### 2. Pencucian Sampel

Sampel batuan dicuci dengan alat pencucian batuan jenis *lab-line multi unit extraction heater (soxhlet)*, selama 2 hari (2 x 24 jam).

Langkah-langkah pencucian sampel batuan adalah sebagai berikut :

1. Memeriksa toulene yang berada dalam labu kaca.
2. Melepaskan *soxhlet* yang akan dipakai dari rangkainya dengan mencabut rangkaian gelas pendingin yang ada di atasnya.
3. Memasukkan contoh batuan ke dalam *soxhlet* sesuai kapasitasnya.
4. Memasukkan kembali *soxhlet* yang telah berisi batuan kembali ke tempatnya.
5. Memasang kembali rangkaian gelas pendingin pada tempatnya.
6. Hubungkan alat dengan arus listrik sebesar 220 *Volt*.
7. Mengalirkan air yang diperlukan untuk sistem sublimasi.
8. Menyalakan pemanasan pada *soxhlet* yang dipakai.
9. Mengatur temperatur agar toulene cepat mendidih.
10. Mengamati warna toulene yang tersublimasi dan jatuh ke dalam *soxhlet*. Jika warna toulene yang tersublimasi tidak berubah maka

batuan sudah bersih dari minyak. Waktu pencucian hingga warna toulene tidak berubah adalah 2 x 24 jam.

### **3. Pengeringan Sampel**

Sampel yang dicuci bersih kemudian dikeringkan dengan menggunakan oven *Gallenkamp* dengan langkah-langkah pengeringan sebagai berikut :

1. Menghidupkan oven dengan menekan tombol “on” jika oven dalam keadaan mati.
2. Mengatur suhu yang diinginkan dengan memutar pengatur suhu. Untuk kepentingan pengeringan percontoh *core* diatur dengan suhu 50°-60°C, apabila set suhu yang dikehendaki telah muncul dan stabil maka oven siap untuk dipakai.
3. Masukkan percontoh batuan yang akan dikeringkan.
4. Proses pengeringan dilakukan selama 18 jam.
5. Setelah 18 jam sampel dikeluarkan dari dalam oven.

### **4. Pengukuran Panjang dan Diameter Sampel**

Setelah sampel batuan telah kering dilakukan pengukuran panjang dan diameter sampel dengan menggunakan jangka sorong digital.

### **5. Penimbangan Berat Sampel**

Penimbangan berat sampel dengan menggunakan timbangan digital *Mettler* PM 200 dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Menghubungkan alat dengan arus listrik 220 *Volt*.
2. Menekan tombol “*on/off*” sampai muncul angka 0,00.

3. Meletakkan sampel batuan diatas piring dengan terlebih dahulu membuka kaca penutup timbangan. Setelah sampel siap diatas piring kemudian tutup kembali kaca penutup, dan membaca angka yang muncul sebagai berat sampel yang ditimbang.
4. Setelah selesai, timbangan dimatikan dengan menekan tombol “*on/off*” dan cabut kabel listrik dari stop kontak.

#### **6. Pengukuran bulk volume, pore volume, grain density**

Pengukuran menggunakan alat Helium Gas Porosimeter HGP 200 didapat juga *bulk volume*, *pore volume*, dan *grain density* dengan langkah:

1. Menghidupkan alat dengan menekan tombol *mains*.
2. Menghidupkan komputer dan printernya.
3. Membuka katup tabung gas *Helium* dan *Nitrogen*, meneliti tekanan tabung masing-masing 1000 psi, 2000 psi, 3000 psi.
4. Masukkan percontoh sampel ke *steel plug* yang dipilih ke dalam *core holder*.
5. Mengarahkan kursor ke *start*, pilih menu “*program*”, pilih menu “*Window Explorer*”, kemudian pilih menu “*por 1*”.
6. Menekan tombol “*Enter*” pilih menu 1 > *porosity calculation*, memilih menu sesuai dengan ukuran percontoh sampel dan mencocokkan dengan *regulator reference volume selector* pada alat, setelah pada layar monitor muncul *Well Data Entry*, kemudian tekan “*Enter*”, membuka data file dan mengetik nomor arsip data.
7. Setelah di layar muncul *Well Data Entry*, lalu mengisi nomor arsip, nomor perintah uji, tanggal, jenis percontoh, dan nama operator. Memilih

menu *Core Data Entry* dan tekan Enter, mengisi data percontoh sampel mulai dari *sampel number*, *depth*, dan *core weight*.

8. Meletakkan *Core Holder* yang telah berisi sampel dan *steel plug* ke atas piston ke dalam alat. Menaikkan *core holder* dengan menekan tombol *Up* pada alat.
9. Memetakkan posisis awal tombol pada panel alat,  $V1 = off$ ,  $V2 = off$ ,  $V3 = on$ .
10. Mengisi gas helium ke dalam tabung *reference* dan menekan  $V1 = on$  maka terlihat tekanan pada *pressure gauge* sebesar 101 psig dan menutup kembali dengan menekan *off*. Memasukkan data tekanan kedalam data *reference volume press* dan data temperatur ke komputer, mengukur tekanan rata-rata penggabungan *Core Holder* dengan menekan tombol  $V3 = off$  dan  $V2 = on$ .
11. Memasukkan data tekanan penggabungan dan data temperaturnya ke komputer, menekan tombol F4 pada komputer untuk menghitung *grain density*, setelah itu simpan data, lalu menekan *Core Holder* dengan menekan lebih dahulu tombol panel  $V2 = off$ , dan  $V3 = on$  dan menurunkan dengan menekan tombol *piston down*.
12. Melanjutkan pengukuran sampel selanjutnya.

## 7. Resaturasi

Alat yang digunakan untuk resaturasi ini adalah *Saturator Pompa Hidraulic* batuan yang akan dikeringkan, selanjutnya dilakukan *resaturasi*, yaitu penjenuhan suatu contoh batuan dengan menggunakan *brine*. *Brine* adalah air formasi yang dibuat di laboratorium dengan komposisi kimia

yang disesuaikan dengan formasi dalam reservoir. Dalam analisis ini *brine* yang akan digunakan mengandung 2 gr NaCl dalam 1 liter H<sub>2</sub>O. Pengukuran yang dilakukan pada saturasi 0 %, 100%.

## 8. Pengukuran Kecepatan Gelombang Akustik

Pengukuran kecepatan gelombang akustik menggunakan alat *Acoustic Velocitymeter* dengan langkah pengukuran sebagai berikut :

1. Memasang sampel ke unit pengukur.
2. Meletakkan *transduser* di atas meja dan memasukkan pipa karet, lalu memasukkan lempengan timah ke dalam karet tepat diatas kepala *transduser* dan lempeng yang lain diatas sampel yang akan diukur.
3. Meletakkan bagian bawah *transduser* dengan tepat, masuk kedalam karet sampai permukaan *transduser* menyentuh lempeng timah.
4. Mengangkat *transduser* dan menyelupkan ke dalam *test cell* yang telah berisi minyak.
5. Menutup cincin dan memutar sampai tidak terlihat lagi ulir dibagian atas *test cell* dalam kondisi terbuka.
6. Menutup *valve* pada bagian atas *test cell* dan menaikkan tekanan dalam ruangan *test cell* dengan menggunakan pompa hidrolik.
7. Setelah tekanan yang diinginkan dicapai, lalu menutup *valve* yang menuju pompa untuk mencegah terjadinya kebocoran minyak kembali ke pompa selama dilakukan pengamatan.
8. Mengarahkan tombol pada *compression* untuk mengukur gelombang kompresi dan mengarahkan pada *shear* untuk pengukuran gelombang *shear*.

9. Memperhatikan tampilan pada osiloskop dan mencatatnya.

### **9. Pengukuran *total organic content* (TOC)**

Pengukuran TOC menggunakan alat LiquiTOC II Elementar dengan langkah pengukuran sebagai berikut :

1. Sampel dari *plug core* dikeringkan dan dihaluskan
2. Sampel ditimbang seberat 0,2 gr
3. Sampel 0,2 gr mixture 0,1 gr Selenium (Se sebagai katalis)
4. Ditambah dengan 10 ml H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> pekat
5. Destruksi (pemanasan)
6. Hasil Pemanasan CO<sub>2</sub>
7. CO<sub>2</sub> diukur

### **10. Pengukuran Thermal Gravimetry Analysis (TGA)**

Pengukuran TGA menggunakan alat DTA/TGA Exstar SII 7300 dengan langkah pengukuran sebagai berikut :

1. Sampel dikeringkan dan dihaluskan.
2. Sampel dimasukkan ke dalam cawan kecil 7,037 mg.
3. Sampel dimasukkan ke alat lalu letakan cawan diatas pan timbangan.
4. Memprogram pemanasan.
5. Dari hasil data dibuat grafik.

### **11. Pengukuran Scanning Electron Microscope (SEM)**

Pengukuran SEM menggunakan alat JEOL, JSM-6390LA dengan langkah pengukuran sebagai berikut :

1. Material uji yang akan dilakukan pemotretan harus bersih, kering dan telah mengalami proses pemolesan dengan menggunakan alumina untuk mendapatkan permukaan spesimen yang rata, bebas dari kotoran, tidak berminyak dan mengkilap sehingga dapat meningkatkan kualitas hasil pemotretan yang baik.
2. Menempelkan material uji pada *specimen holder* dengan menggunakan *double sticky tip* untuk mendapatkan posisi spesimen yang *rigid*.
3. Memberikan lapisan tipis (*coating*) oleh *gold-palladium* (Au : 80% dan Pd : 20%) dengan menggunakan mesin Ion Sputter JFC-1600. Dengan proses ini akan didapatkan tebal lapisan 400 Å agar spesimen yang akan dilakukan pemotretan menjadi penghantar listrik.
4. Material uji dimasukkan ke dalam *specimen chamber* pada mesin SEM JEOL JSM-6390LA untuk melakukan observasi pada sampel uji sebelum dilakukan pemotretan.
5. Pemotretan dilakukan dengan menggunakan perbesaran yang diinginkan.
6. Hasil pemotretan berupa gambar SEM yang kemudian dianalisis.

## 12. Pengukuran Pirolisis

Pengukuran pirolisis menggunakan alat Rock Eval 6 dengan langkah pengukuran sebagai berikut :

1. Sampel yang sebelumnya dikeringkan dan dihaluskan dimasukkan ke oven.



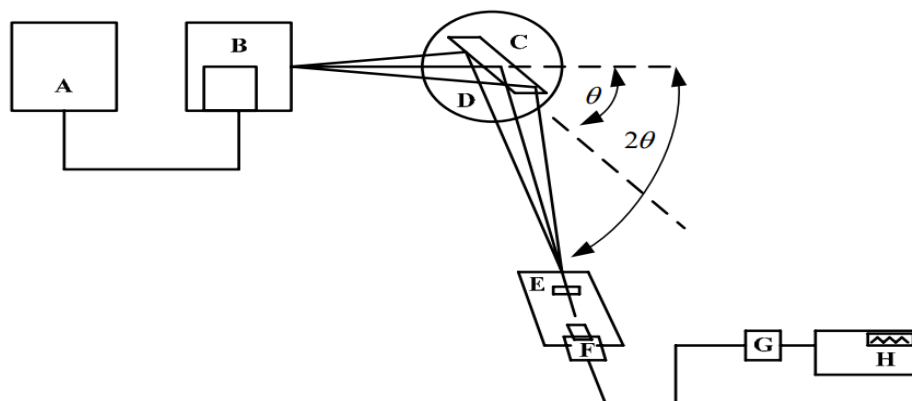
2. Selama 3 menit oven dipanasi pada suhu 300 degC, hidrokarbon bebas menguap dan diukur sebagai puncak S1.
3. Kemudian temperatur dinaikkan lagi dari 300 degC – 550 degC (pada 25 degC/min). Ini merupakan fase penguapan komponen hidrokarbon berat (> C40) dan juga proses *cracking* material organik yang tidak menguap. Hidrokarbon yang dikeluarkan tersebut diukur sebagai puncak S2.
4. Temperatur pada puncak S2 tersebut merupakan temperatur pematangan organik yang disebut T maximum.
5. CO<sub>2</sub> yang dikeluarkan dari organik terperangkap pada temperatur (300-390) degC. Perangkap tersebut dipanaskan dan CO<sub>2</sub> dilepaskan dan dideteksi oleh TCD sejak proses pendinginan oven pyrolysis (puncak S3).

### **13. Pengukuran Difraksi Sinar-X (XRD)**

Pengukuran XRD menggunakan alat X-Ray Diffractometer dengan langkah pengukuran sebagai berikut :

Sampel ditempatkan pada titik focus hamburan sinar-X yaitu tepat ditengah-tengah plate yang digunakan sebagai tempat yaitu sebuah plat tipis yang berlubang ditengah berukuran sesuai dengan sampel dibuat berbentuk pellet dengan perekat pada sisi baliknya.

Secara umum prinsip kerja XRD ditunjukkan oleh gambar 8 berikut:



**Gambar 19.** Skema alat uji XRD

1. Generator tegangan tinggi (A) berfungsi sebagai catu daya sumber sinar-X (B).
2. Sampel (C) diletakkan diatas tatakan (D) yang dapat diatur.
3. Berkas sinar-X didifraksikan oleh sampel dan difokuskan melewati celah (E), kemudian masuk ke alat pencacah (F). Apabila sampel berputar sebesar  $2\theta$  maka alat pencacah berputar sebesar  $\theta$ .
4. Intensitas difraksi sinar-X direkam dalam bentuk kurva terhadap jarak antara bidang d.
5. Hasil dalam bentuk kurva lalu diolah dengan program *highscore plus*.

#### **D. Pengolahan Data**

Perhitungan yang akan digunakan untuk menentukan beberapa parameter petrofisika, parameter gelombang, dan pirolisis yaitu:

##### **1. Perhitungan dari data petrofisika**

###### **1. Menentukan Volume Bulk**

Volume bulk diperoleh secara langsung dari data hasil pengukuran panjang dan diameter batuan yaitu:

$$BV = 1/4\pi D^2 L \quad (17)$$

Dimana:

BV = Bulk volum

D = Diameter (m)

L = Luas penampang (m)

## 2. Menentukan Grain Volume

Grain Volume diperoleh dengan menghitung data hasil pengukuran dengan alat *Helium Porosimeter*, yaitu:

$$GV = Dead Vol + Vol Steal Plug Out - Gauge Reading \quad (18)$$

## 3. Menghitung Porositas

$$\phi = \frac{PV}{BV} \times 100\% \quad (19)$$

## 4. Penentuan densitas matrik

Untuk menentukan kerapatan butiran (*Grain Density*), digunakan persamaan:

$$\rho_m = \frac{m_m}{GV} \quad (20)$$

## 5. Perhitungan saturasi

Saturasi dapat diperoleh berdasarkan persamaan sebagai berikut:

$$S_w = \frac{\text{berat basah} - \text{berat kering}}{\text{volume pori} \times \rho_f} \times 100\% \quad (21)$$

## 6. Perhitungan kecepatan rambat gelombang akustik

Menentukan waktu perambatan gelombang akustik:

$$t = t_{SC} + t_d - t_i \quad (22)$$

Dimana:

$t$  = Waktu rambat gelombang

$t_{SC}$  = Waktu yang terdeteksi dalam osiloskop

$t_d$  = Waktu tunda

$t_i$  = Waktu instrument

Menghitung kecepatan rambat gelombang akustik

Perhitungannya menggunakan persamaan :

$$V = \frac{L}{t}$$

#### 7. Perhitungan modulus young

Modulus young ( $E$ ) dapat ditentukan dari pengukuran kecepatan gelombang kompresi dan gelombang *shear*, dengan persamaan sebagai berikut :

$$E = \frac{\rho_b V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2} \quad (\text{Modulus Young}) \quad (23)$$

#### 8. Perhitungan rasio poisson

poisson ratio ( $\sigma$ ) dapat ditentukan dari pengukuran kecepatan gelombang kompresi dan gelombang *shear*, dengan persamaan sebagai berikut :

$$\sigma = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)} \quad (\text{Rasio Poisson}) \quad (24)$$

#### 9. Perhitungan modulus bulk

Modulus bulk dapat ditentukan dari pengukuran modulus young dan rasio poisson, dengan persamaan sebagai berikut :

$$K = \frac{E}{(3 \times (1 - (2 \times \sigma)))} \quad (\text{Modulus Bulk}) \quad (25)$$

## 10. Perhitungan modulus geser atau rigiditas

Rigiditas ( $\mu$ ) dapat ditentukan dari pengukuran modulus young dan rasio poisson, dengan persamaan sebagai berikut :

$$\mu = \frac{E}{2 \times (1 + \sigma)} \text{ (Rigiditas)} \quad (26)$$

## 2. Perhitungan dari data pirolisis

1. Perhitungan produksi indeks (PI), dengan persamaan sebagai berikut :

$$PI = \frac{S1}{S1 + S2} \text{ (Produksi Indeks)} \quad (27)$$

2. Perhitungan hidrogen indeks (HI), dengan persamaan sebagai berikut :

$$HI = \frac{(S2 \times 100) \text{ mg/g}}{\% TOC} \text{ (Hidrogen Indeks)} \quad (28)$$

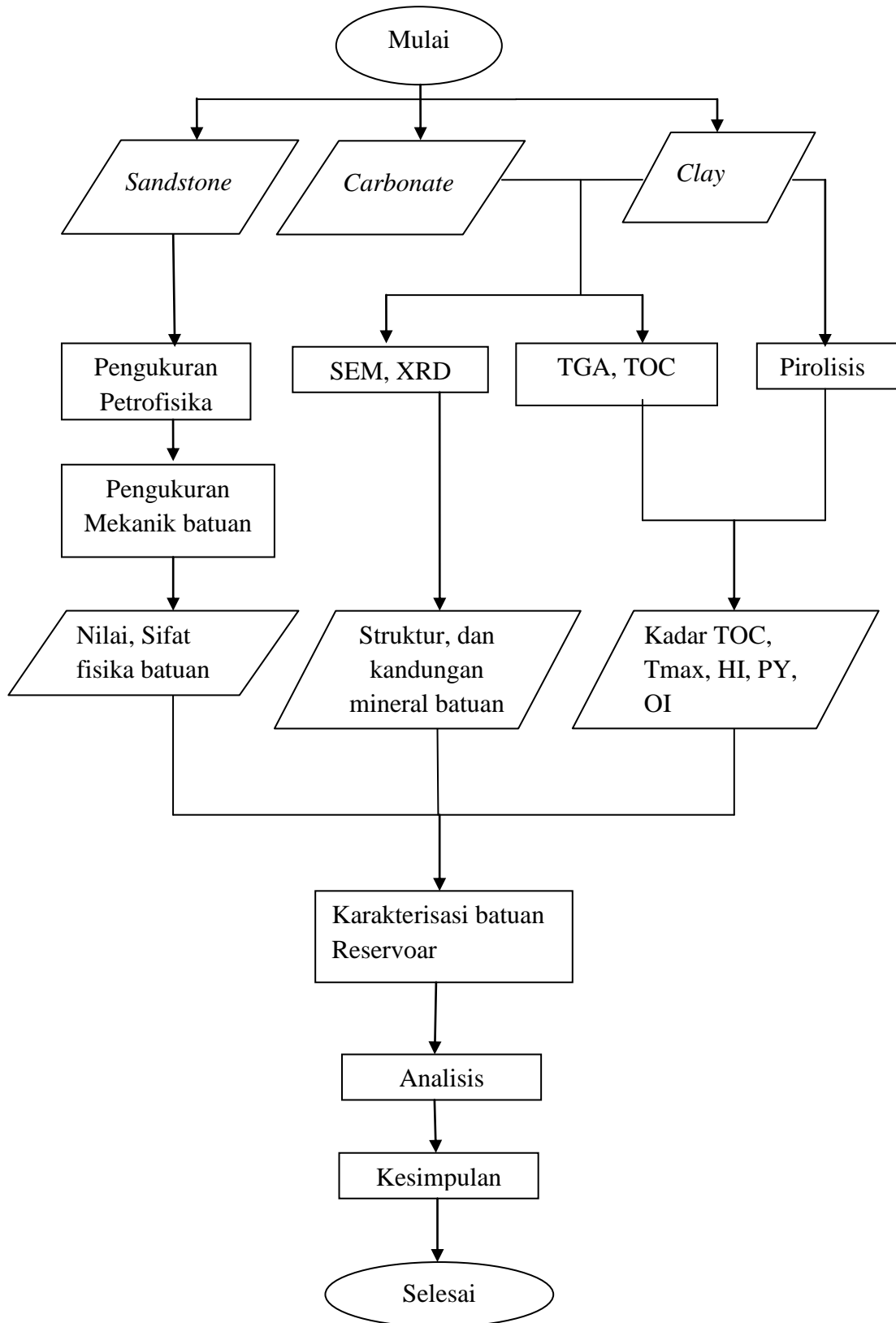
3. Perhitungan oksigen indeks (OI), dengan persamaan sebagai berikut :

$$OI = \frac{(S3 \times 100) \text{ mg/g}}{\% TOC} \text{ (Oksigen indeks)} \quad (29)$$

4. Perhitungan *potential yield* atau potensi sumber hidrokarbon (PY), dengan persamaan sebagai berikut :

$$PY = (S1 + S2) \text{ mg/g (Potensi sumber hidrokarbon)} \quad (30)$$

### E. Diagram Alir



**Gambar 20.** Diagram alir penelitian

## VI. SIMPULAN DAN SARAN

### A. Simpulan

Dari hasil pengamatan, perhitungan, dan analisis dapat didapat simpulan sebagai berikut :

1. Saat terjadi kenaikan saturasi fluida dan tekanan overburden pada porositas yang sama maka nilai  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\mu$ ,  $\sigma$ ,  $E$ ,  $K$  terjadi peningkatan.
2. Pada sampel NF 3 hasil SEM menunjukkan adanya *quartz*, kaolinit dan didukung data XRD yang menunjukkan 23,8 % *quartz*, 43,3% *kaolinite*. didapat hasil TOC 34,38% menunjukkan kandungan TOC sangat baik karena  $> 4\%$ . Pada analisis TGA temperatur yang diperlukan untuk proses organik pada *clay* menjadi minyak mentah sampai matang diperlukan temperatur  $\pm 295^{\circ}\text{C} - 435^{\circ}\text{C}$ . Sedangkan organik untuk menjadi matang sampai kelewat matang dibutuhkan temperatur  $\pm 435^{\circ}\text{C} - 475^{\circ}\text{C}$ . Grafik *Tmax vs Hydrogen Index* bahwa sampel NF 3 matang karena  $T_{\text{Max}} 322^{\circ}\text{C}$ , sampel tergolong kerogen tipe II berasal dari membran tumbuhan seperti spora, pollen, kutikula daun, dan sebagainya. Tumbuhan tersebut bukan hanya hidup di darat akan tetapi bisa juga hidup di danau maupun di laut misalnya *phytoplankton*. *Exnite* berpotensi menghasilkan minyak dan gas.

Kerogen tipe II berpotensi terbentuk di sedimen laut dan bisa berasal dari algae atau protozoa.

3. Pada sampel NF 4 hasil SEM menunjukkan adanya *calcite* dan didukung data XRD yang menunjukkan kandungan 64,3% *calcite*. pada NF 4 hasil TOC 52,781% menunjukkan kandungan TOC sangat baik, pada analisis TGA titik T3 mengindikasikan temperatur yang diperlukan organik pada *carbonate* untuk mulai berubah menjadi minyak sampai dengan matang, yaitu pada temperatur  $\pm 284,1 - 465$  °C. Pada T4 dengan temperatur  $\pm 465,1$  °C -  $567$  °C terjadi kondisi yang disebut sebagai *post - mature*, dan pada T5 dengan suhu diatas  $640$  °C mengalami kerusakan struktur.
4. Pada grafik *Total Organic Carbon (TOC) vs Total Generation Potential (PY)* cenderung adanya minyak dan gas yang tergolong *excellent*.

## **B. Saran**

Bagi yang berminta untuk melakukan penelitian di bidang petrofisika, penulis menyarankan untuk melakukan analisis data log dan disertai dengan data hasil survei seismiknya, sehingga memperoleh hasil yang lebih baik, hal ini dilakukan untuk karakterisasi resevoir migas secara keseluruhan.



## DAFTAR PUSTAKA

- Acmad, H. dan Tupamahu, M.S. 2001. *Struktur Atom, Struktur Molekul dan Sistem Periodik*. Bandung.
- Adim, Herlan. 1993. *Petunjuk Analisa Laboratorium Sifat Batuan Reservoir Minyak dan Gas bumi*. Jakarta.
- Barroroh, H. 2007. *Debu, Semesta Rahmat: Interaksi Fisikokimia Debu*. Malang: UIN Malang Press.
- De Coster, G.L. 1974. *The Geology of the Central and South Sumatra Basins. Proceedings, 3<sup>rd</sup> Annual Convention of Indonesian Petroleum Association*, p.77-110.
- Espitalie, J. Laporte, J.L. Madec, M. Marquis, F. Leplat, P. Paulet, J and Boutefeu, A. 1977. *Methodes rapide de caracterisation des roches meres, de leur potentiel petrolier et de leur degre d'evolution*. Rev. Inst. Franc. Petrole, 32, 1, p.23-40.
- Grim, R.E. 1962. *Applied Clay Mineralogy*. McGraw Hill Book Company. New York. p. 1 – 51.
- Harjanto, S. 2001. *Sumber Daya Mineral*. Direktorat Jendral Geologi dan Sumber Daya Mineral RI.
- Harsono, A. 1993. *Pengantar Evaluasi Log. Schlumberger Data Service*. Mulia Center. Kuningan. Kakarta
- Hermiyanto, M.H. 2009. *Organic Petrology and Rock Eval Characteristics In Selected Surficial Sample of Tertiary Formation South Sumatra Basi*. Jurnal Geologi Indonesia, Vol. 4 No. 3 September 2009: 215-227
- Katz, B.J. 1983. *Limitations of 'Rock-Eval' pyrolysis for typing organic matter*. Organic Geochemistry., 4, p.195-199.
- King, M.S. 1970. *Static and Dynamic Elastic Moduli of Rock Under Pressure*. Proc . 11th Us Symp. On Rock Mechanics. Berkeley. California.

- Koesoemadinata, R.P. 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB. Bandung, bab.VII, p.178-196.
- Lelono, E.B. dan Isnawati. 2007. *Peranan Iptek Nuklir Dalam Eksplorasi Hidrokarbon*. JFN, Vol.1 No.2, November 2007. ISSN 1978-8738.
- Muhamad. 2010. Mengetahui Kondisi Daerah Tanjung Sirih dan Sekitarnya. [digilib.itb.ac.id](http://digilib.itb.ac.id).
- Munadi, S. Thriharjanto, B. & Rubiyanto, D. 1995. *Estimasi Sifat Petrofisik Dari Data Seismik: Harapan Baru Peningkatan Keberhasilan Eksplorasi*. Proceeding Diskusi Ilmiah VII PPPTMBG "LEMIGAS". Jakarta
- Nagendrappa, G. 2002. *Organic Syntesis using Clay Catalyst*. J. Resonance. p: 64-77.
- Nakayama, K. 1987. *Hydrocarbon-Expulsion Model and Its Application to Niigata Area Japan*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.71, No.7 July, p. 810-812, 2 Figs.
- Nakayama, K and Lerche, I. 1987, *Basin Analysis by Model Simulation: Effect of Geologic Parameters on 1D and 2D Fluid Flow Systems with Applications to an Oil Field*. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc Trans, v.37, p.175-184.
- Nelson, S. A. 2001. *Clay Minerals*. Tulane University.
- Nurahmi, E. 2001. *Uji Stabilitas Struktur Bentonit Terhadap Perlakuan Asam Sulfat dan Pemanasan*. Skripsi. FMIPA UGM Yogyakarta, hal: 1-2.
- Suwarna, N. Suharsono, Gafoer, S. Amin, T.C. Kusnama, and Hermanto B. 1992. *Geology of the Sarolangun Quadrangle, Sumatra, scale 1:250.000*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Waples, D. W. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Brown and Ruth Laboratories Inc, Denver Colorado, 33pp.